

Trabajo Fin de Master

Revisión del enfoque económico de las pérdidas de potencia eléctrica en su transporte

Autor

Manuel Mora Gómez

Director

Jorge Bielsa Callau

Facultad de Economía y Empresa

2019

Autor del trabajo: Manuel Mora Gómez

Director del trabajo: Jorge Bielsa Callau

Título del trabajo: Revisión del enfoque económico de las pérdidas de potencia eléctrica en su transporte

Titulación a la que está vinculado: Master Economía

Revisión del enfoque económico de las pérdidas de potencia eléctrica en su transporte

RESUMEN

Los modelos de gestión de la producción y distribución de la electricidad han venido considerando que la energía perdida en el transporte es una variable exógena respecto al propio sistema. En este trabajo se realiza una aproximación económica a la problemática de esas pérdidas en el transporte considerando que dichas pérdidas son una variable sobre la que se puede actuar significativamente.

En primer lugar, se sintetiza el problema de la minimización de las pérdidas de potencia en un modelo teórico que sirva como referencia para analizar las implicaciones de la distribución espacial de la producción y del consumo sobre dichas pérdidas. Una vez elaborado y calibrado el marco teórico, se procede a realizar simulaciones numéricas del mismo que nos permitan cuantificar física y económicamente las pérdidas asociadas.

De forma paralela a lo anterior, el trabajo plantea el problema de incentivos que mejor podría contribuir a esa minimización de pérdidas. Desde el punto de vista de un planificador central, mostramos mediante un caso real como se puede inducir a productores y consumidores a tomar decisiones que tengan en cuenta esas pérdidas en el transporte de la electricidad.

Review of the economic approach of the electric power losses in its transmission

ABSTRACT

The management models of production and distribution of electricity have accepted that power losses in transport is an exogenous variable in relation to the system. This work consists of an economic approach to the problem of transmission power losses. In particular, we consider that this power loss is a variable which can be significantly influenced by the management decisions.

In the first part of the work, we synthesize the problem of reducing the power losses in a theoretical model that serve as a benchmark to analyze the implications of spatial allocations of both production and consumption on these losses. Once the theoretical framework is put up and calibrated, we move on to make numerical simulations that allow us to quantify power losses and their subsequent economic implications.

Alongside, this work suggests the incentive problem that better could contribute to reduce these power losses. From the point of view of an omniscient central planner, we show by way of a real example how it is possible to induce producers and consumers to make decisions which take into account the involved power losses on the transportation network.

ÍNDICE

1.INTRODUCCIÓN.....	4
2. MODELO TEÓRICO	7
2.1 PRESENTACIÓN DEL MODELO TEÓRICO	7
2.2 DEFINICIÓN TÉCNICA DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA.....	9
2.3 PRESENTACIÓN DEL MODELO TEÓRICO ESPACIAL Y SUS ESCENARIOS	10
2.3.1 Escenario simplificado de población concentrada	10
2.3.2 Escenario simplificado de población desconcentrada.....	11
2.4 APLICACIÓN DEL MODELO ESPACIAL	12
Cuadro 1. Resultado del escenario de población concentrada	12
Cuadro 2. Resultado del escenario de población desconcentrada.....	13
2.4.1 Características técnicas seleccionadas	13
2.4.2 Conclusiones de la simulación	14
3. REGULACIÓN ACTUAL DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA	15
3.1 REGULACIÓN ACTUAL DE LOS INCENTIVOS PARA LA REDUCCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA	16
4. EL PLANIFICADOR CENTRAL.....	18
4.1 EL PROBLEMA DEL PLANIFICADOR CENTRAL	19
4.1.1 Presentación del programa de incentivos	19
5. APLICACIÓN PRÁCTICA DEL PROBLEMA DEL PLANIFICADOR CENTRAL.....	22
5.1 SITUACIÓN PREVIA A LA IMPLANTACIÓN DE LA SOLUCIÓN DEL PLANIFICADOR CENTRAL.....	22
5.2 APLICACIÓN DEL PLANIFICADOR CENTRAL.....	24
5.2.1 Resultado del incentivo	25
5.2.2 Propuesta de política	25
6.CONCLUSIONES	27
7.BIBLIOGRAFÍA	28
8.ANEXOS	30

1. INTRODUCCIÓN

Es común que los modelos teóricos realicen supuestos simplificadores y excluyan variables del análisis para facilitar la interpretación de las relaciones más importantes. Pero cuando ese afán simplificador nos lleva a excluir variables relevantes, el resultado puede ser una incorrecta interpretación de la realidad. En ese continuo trade-off entre manejabilidad y realismo es difícil acertar con el punto de equilibrio. Este trabajo pretende mostrar que las pérdidas de potencia por el transporte de electricidad pueden ser una de esas variables relevantes omitidas en los modelos de gestión eléctrica.

Desde estos modelos de gestión se ha interpretado dichas pérdidas como algo residual y despreciable en el análisis de los mercados eléctricos. Stoft (2002, p.46) asienta la convención de que “La provisión de pérdidas no son consideradas parte del abastecimiento o demanda. Las pérdidas se considerarán como un servicio pagado por los distribuidores y provisto de forma separada de los planes comerciales”. De manera que, por pura convención, se plantean los modelos de gestión de la electricidad como si las pérdidas de transporte no existiesen o, peor aún, que fuesen algo exógeno e inevitable.

Esta afirmación está bastante alejada de la realidad, como se demuestra en el apartado 3 de este trabajo. Stoft (2002) aleja la variable de las pérdidas de potencia de su análisis económico, lo que como muestra la realidad es un claro error. Con los datos disponibles para el año 2014, el sistema eléctrico español soportó unas pérdidas de 3.214,59 GWh. Para hacernos una idea de la magnitud de este dato, el total de producción solar fotovoltaica fue de 7.794 GWh ese mismo año. Este cálculo se ha realizado con datos oficiales de Red Eléctrica de España cogiendo el porcentaje de pérdidas en la red de transporte respecto a la demanda anual REE [2] (2014, p.58) y los datos de demanda anual de ese año REE [1] (2014).

Aunque este dato es realmente alarmante, las pérdidas de potencia son en parte inevitables. Se producen por el efecto Joule por el cual parte de la energía de los electrones que se transportan por un circuito pasa de energía cinética a calor. Esta pérdida aumenta en cuanto se aumenta la distancia del transporte. Pero, aunque es un proceso físico que no se puede evitar, se puede mitigar diseñando de forma más eficiente la red de distribución. Las

pérdidas de potencia, además del factor de la distancia, dependen de otras variables como el voltaje y las características técnicas de la línea, tal como se muestra en Helseth (2012) y Latypov (2016).

Desde el punto de vista legal, las pérdidas de potencia también han pasado a un segundo plano, pero no siempre ha sido así, como podemos comprobar con una breve revisión histórica de la legislación española. En España, antes de 1951, las tarifas eléctricas no eran iguales para todos los usuarios. Su precio difería dependiendo de la distancia a la que se encontraban de la central de generación. Sin embargo, en ese año entró en vigor el Decreto 12 de enero de 1951 (Ministerio de industria y comercio (1951)), con el que se homogenizaba las tarifas para todos los españoles. Esto supuso el fin de la consideración de dichas pérdidas en la factura de cada usuario. Sin embargo, cada consumidor tiene unas pérdidas de potencia por transporte asociadas diferentes, por lo tanto, el coste real de suministrar electricidad es diferente, aunque actualmente el precio sea homogéneo para todos los consumidores.

Con ese marco general, en este trabajo se realiza una aproximación a esta problemática desde un enfoque económico. Básicamente, se intenta sintetizar el problema de la minimización de las pérdidas de potencia en un modelo teórico que sirva como referencia para analizar las implicaciones de la distribución espacial de la producción y del consumo sobre dichas pérdidas.

El apartado segundo se destina a plantear y resolver ese modelo teórico. La resolución numérica de ese modelo espacial se realiza utilizando el programa presentado en Thurner et al. (2018) para analizar y optimizar sistemas eléctricos. Con ello se pretende obtener resultados cuantitativos para comprender mejor la relevancia, las causas y las implicaciones de las pérdidas de potencia.

Para poder realizar un análisis completo de las implicaciones económicas y ecológicas de las pérdidas de potencia debemos hacer una revisión de cómo se está actuando en este campo y que posibles soluciones se plantean siguiendo el esquema general planteado por Gómez et al. (2011). Pero cualquier nueva propuesta debe basarse en un modelo de gestión concreto. Dedicamos el apartado tercero a presentar cómo se está gestionando actualmente en España el problema de las pérdidas de potencia.

Una vez establecido el esquema teórico, una resolución numérica concreta y el marco regulatorio actual, planteamos en el apartado cuarto posibles vías de actuación para mitigar las pérdidas de potencia. Para este fin, adoptamos la perspectiva de un planificador central que integre en su proceso de decisión el comportamiento de los agentes implicados para intervenir en su comportamiento vía incentivos con el objetivo último de la reducción de dichas pérdidas de potencia. Este objetivo tiene también un trasfondo medioambiental ya que la producción eléctrica tiene asociada emisiones de CO₂ que se pueden reducir si se consigue reducir la producción eléctrica necesaria para satisfacer la demanda de los consumidores, haciendo así el sistema más eficiente y sostenible. Para facilitar la comprensión de este concepto en el apartado cinco se presenta una aproximación a la realidad del problema del Planificador central.

Finalizamos el trabajo con un breve resumen de las principales conclusiones y resultados. Todos los cálculos realizados están a disposición de las personas interesadas. No obstante, se adjunta un Anexo en el que pueden verse las líneas de código de los programas usados para realizarlos. El objetivo es facilitar la replicación de los resultados o, en su caso, el análisis de las desviaciones en los mismos si se cambian los parámetros fundamentales del modelo. Esperamos que este trabajo contribuya a generar una revisión de los sistemas de tarificación eléctrica en la línea apuntada por los resultados.

2. MODELO TEÓRICO

2.1 PRESENTACIÓN DEL MODELO TEÓRICO

A continuación, se presenta el modelo teórico que fundamenta y describe el problema económico que presenta la existencia de pérdidas en la red. Para poder resolver numéricamente el modelo, se necesita plantear un esquema simplificado, pero sin omitir las variables esenciales.

En líneas muy generales, el problema económico puede expresarse de la siguiente forma: Con un nivel y distribución geográfica de la población dados, se busca la distribución óptima de la red de transporte eléctrico y de la generación que permita reducir al máximo las pérdidas de potencia por transporte. Por tanto, las variables de estado del modelo son la distribución geográfica de la población y de su demanda de energía eléctrica. Por su parte, las variables de actuación es la distribución geográfica de la producción de esa energía y las características de la red. Así, la función objetivo a optimizar son los costes asociados a las pérdidas en transporte. En última instancia, se busca garantizar la eficiencia al minimizar los costes de transporte.

Al no considerarse actualmente las pérdidas de potencia en la modelización económica (Stoft (2002)), se puede estar ocultando un problema de eficiencia, aunque a cambio se está atendiendo a un problema de equidad. En efecto, la proposición actual de no considerar estos costes y distribuirlos homogéneamente entre todos los consumidores, supone una pérdida de incentivos para que la producción se aproxime a los lugares de consumo. Sin embargo, esa socialización de los costes permite en principio que los usuarios no se vean perjudicados por su lejanía a los centros de producción. En efecto, no podemos considerar igual a un individuo que habita en un gran núcleo de población donde la distribución eléctrica encuentra economías de escala a la hora de hacerle llegar la electricidad que a un individuo que vive en un núcleo aislado, donde los costes de la creación del tendido y su posterior pérdida de potencia por transporte asociada serán mucho más elevados. Está claro que ambos objetivos, eficiencia y equidad, son parcialmente contrapuestos. No obstante, las nuevas tecnologías de producción eléctrica pueden generar situaciones en las que se mejore

el cumplimiento de uno de esos objetivos sin empeorar el otro, es decir, que se consigan mejoras paretianas.

Más concretamente, la aparición de las energías renovables puede suponer un cambio en esta situación ya que son tecnologías que pueden ser instaladas de forma más dispersa y más cerca de los puntos de consumo. Esta posibilidad, además de reducir significativamente las pérdidas de potencia por transporte, pueden contribuir a que la equidad vertical no se vea muy afectada si los costes de transporte se internalizan en la factura de forma diferenciada.

En este trabajo no se pretende en modo alguno hacer juicios de valor sobre la situación actual de la distribución poblacional española, que se considera como dada. El objetivo es buscar la forma óptima de producción y distribución eléctrica que permita minimizar las pérdidas de potencia. En última instancia, el objetivo es reducir el consumo eléctrico dada la situación espacial de la demanda de electricidad. Este objetivo enlaza perfectamente con el de reducción de emisiones de CO₂ ya que cada MWh tiene asociada una determinada emisión del mismo. En resumen, si no existe una red de producción y distribución óptimas, se incurre en un mayor nivel de impacto medioambiental debido a que es necesario un mayor nivel de producción eléctrica para suministrar la misma cantidad de electricidad al consumidor.

El problema de eficiencia también tiene implicaciones en el sistema de precios de la electricidad. En efecto, cuando dejamos de considerar estos costes en las elecciones de red y en la distribución espacial de la producción, esos costes ocultos no se pueden internalizar por parte de los agentes impidiendo así tomar decisiones óptimas tanto en su consumo como en la producción. Las posibles consecuencias de la incorporación de este elemento en las decisiones de los agentes se presentarán en el apartado 4.1.1 de este trabajo.

Por último, pero no menos importante, el problema completo es lo suficientemente complejo como para que se tenga que dividir secuencialmente en dos escenarios simplificados y resolverlo numéricamente mediante simulaciones. En la primera fase se considera el caso más simple sobre los efectos de la distribución de la población sobre los costes de transporte para una distribución geográfica de la producción dada. El resultado es muy obvio, pero a cambio nos permite presentar las variables y relaciones de forma

sencilla. Una vez aclarado el funcionamiento del modelo, en una segunda fase se puede valorar cómo la distribución de la producción puede reducir los costes por pérdidas en el transporte. En la medida en que la simulación contiene parámetros calibrados, los resultados permiten valorar el orden de magnitud de las mejoras.

Pero antes de presentar el modelo y su aplicación geográfica, debemos definir las pérdidas de potencia por transporte. Esta es la variable objetivo que trataremos de minimizar.

2.2 DEFINICIÓN TÉCNICA DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA

Las pérdidas de potencia se definen como la diferencia de potencia entre dos nodos conectados de un sistema eléctrico. Una aproximación formal para definir mejor este concepto puede extraerse de Helseth (2012):

$$p_{\ell}^{loss} = R_{\ell} f_{\ell}^2 = R_{\ell} \left(\frac{\delta_i - \delta_j}{X_{\ell}} \right)^2$$

Helseth define las pérdidas de potencia como un producto entre la resistencia de la línea (R_{ℓ}) y el flujo de potencia activa en la línea (f_{ℓ}). A su vez el flujo se puede descomponer en arco de voltaje de cada nodo y la reactancia de la línea (X_{ℓ}).

Esta ecuación nos muestra que las características de la línea por la que fluya la electricidad son clave para determinar las pérdidas de potencia. Por otra parte, la distancia entre los puntos, lógicamente, también afecta al resultado. Latypov y Sushkov (2016) destacan el hecho de que, aunque intuitivamente resulta más claro que la distancia es el factor fundamental, las pérdidas están asociadas también a la correspondencia entre la energía demandada en cada punto y la capacidad de la línea que llega hasta el mismo. Este hecho dota al problema de una mayor complejidad por cuanto no todo consiste en minimizar distancias, sino que una parte del problema consiste en “casar” las características de la línea con las de la demanda en cada punto.

Una vez definida la variable objetivo, pasamos a presentar de forma simplificada los nodos y conexiones del modelo espacial de producción y distribución de la electricidad. En su

versión más extrema y simple, el primero de ellos representa una población concentrada en un único punto mientras que en el modelo “desconcentrado” la población se reparte homogéneamente en tres puntos distintos y equidistantes.

2.3 PRESENTACIÓN DEL MODELO TEÓRICO ESPACIAL Y DE LOS ESCENARIOS

Los dos escenarios sobre distribución de la población en los que se nos apoyamos para presentar el modelo teórico y para realizar las simulaciones del modelo son el de población concentrada (un solo punto) y desconcentrada (tres puntos).

2.3.1 Escenario simplificado de población concentrada

Con este escenario se intenta plasmar las economías de escala que se presentan ante un núcleo de población grande en el que existe una red óptima. En el siguiente diagrama se presenta la estructura de la red:

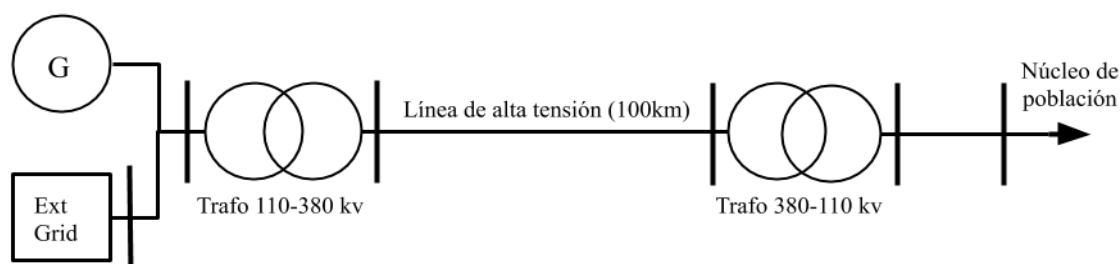


Figura 1 Elaboración Propia

Se supone que tanto el generador que suministra la población como a la conexión a la red general (Ext Grid) se encuentran a 100 kilómetros de la población. La electricidad se eleva de tensión para un transporte más eficiente pasando por un transformador antes de inyectarse a la línea de alta tensión. Al llegar a la población, se baja de potencia para su consumo. Se supone una población de 10.000 habitantes con un consumo por habitante de 6MWh al año. [Consumo medio nacional por habitante REE (2017, p. 9)].

Es obvio que en este caso se producen muchas economías de escala en la distribución. Las pérdidas de potencia dependerán básicamente de la distancia al punto de producción y la

posibilidad de juego con diferentes distribuciones de producción es reducida. Este escenario puede usarse como un marco de referencia en el que la distribución geográfica de nodos de demanda y de producción juega un papel secundario. Desde ese punto de vista, puede verse como un marco de referencia con el que comparar otras situaciones.

2.3.2 Escenario simplificado de población desconcentrada

Con este escenario se intenta plasmar una distribución de la población en pequeños núcleos y su red de distribución asociada. Se supone tres núcleos de población homogéneos con una población de 3333 habitantes con un consumo también homogéneo e igual a 6 MWh al año por habitante. En el siguiente diagrama se presenta la estructura de la red del escenario de población desconcentrada:

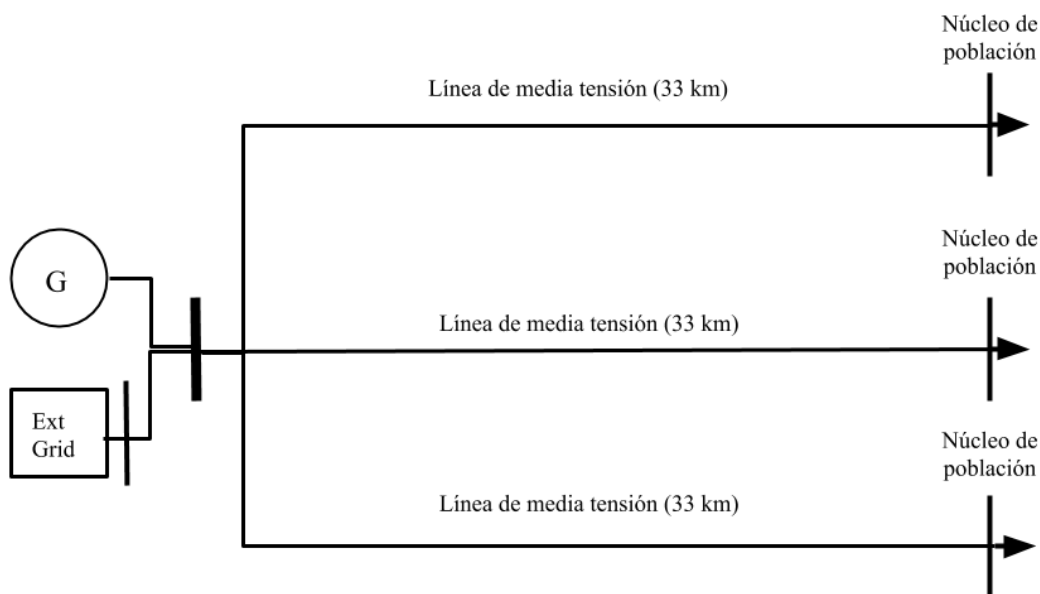


Figura 2 Elaboración Propia

La diferencia fundamental con el escenario de población concentrada es que, aunque las líneas son de menor longitud (33 km) son de media tensión por lo que tendrán mayores pérdidas de potencia asociadas como se ha justificado en el apartado 2.2. Por tanto, en este caso juega un papel importante, además de la distancia, las características de la línea.

A continuación, pasamos a resolver de forma numérica los dos escenarios anteriores en el marco de un modelo real calibrado.

2.4 APLICACIÓN DEL MODELO ESPACIAL

Se presenta la simulación del modelo espacial utilizado por Thurner et al. (2018) para analizar y optimizar sistemas eléctricos. En la simulación se sintetiza los apartados anteriores para poder ver de forma concreta y ponderar los efectos de repartir una misma población en tres núcleos iguales.

Para las simulaciones de ambos escenarios se ha realizado el supuesto simplificador de que la electricidad llega a los núcleos de población a 110 kv o 20 kv debido a que, aunque el voltaje de consumo es mucho menor, el introducir en la simulación el mallado de distribución dentro de la población requiere un ejercicio de simulación complejo que no arroja ningún valor explicativo adicional al modelo ni modifica los resultados fundamentales.

Al introducir el modelo teórico en una simulación del programa informático estamos pasando a manejar magnitudes reales debido a que a la hora de programar el modelo informático es necesario introducir características reales de los elementos del modelo, las cuales se especifican en el anexo 1, el programa llega a un equilibrio en el que todos los flujos eléctricos convergen. Al llegar al equilibrio de la simulación se obtiene un modelo calibrado. Este hecho permite comparar los resultados entre los diferentes escenarios en términos reales y cuantificables, lo que permitirá un proceso de toma de decisiones para optimizar los escenarios. Aunque se ha realizado una simplificación de la realidad los comportamientos y características de los elementos principales del sistema de distribución real se recogen en esta simulación.

Cuadro 1. Resultados del escenario de población concentrada

La simulación de este escenario arroja unas pérdidas de potencia (pl_{mw}) por transporte de 0.0322MW, lo que equivale a 282,07 MWh al año lo que representa una pérdida total anual del sistema del 0,46%. Esto supondría una pérdida de 16.148 € al año aproximadamente, (suponiendo un precio de mercado de 57,28€/MW. OMIE (2018 pág. 13)).

Cuadro 2. Resultados del escenario de población desconcentrada

La simulación de este escenario arroja unas pérdidas de potencia (pl_{mw}) por transporte de 0.1793 MW. Lo que representa 1570,66 MWh al año, 2,5% de pérdida total anual del sistema. Esto supondría una pérdida de 89.967 € al año aproximadamente, (suponiendo un precio de mercado de 57,28€/MW).

2.4.1 Características técnicas seleccionadas

Los detalles técnicos de la simulación se presentan en el anexo 1. Por requisitos del programa empleado para realizar las simulaciones se han tenido que seleccionar tipos concretos de los componentes eléctricos del modelo (transformadores y generadores) pero la selección de otros tipos de componentes no altera los resultados principales del modelo, aunque las magnitudes se modifiquen ligeramente. Se ha tenido que seleccionar niveles de tensión y las características técnicas de las líneas, en el anexo 2 se presentan las características técnicas de estas. Los niveles de tensión seleccionados en la distribución se encuentran entre los rangos en los que se distribuye la electricidad en España. En el caso de la alta tensión la máxima tensión nominal a la que se distribuye la electricidad es 400kv, sin embargo, es una infraestructura relativamente nueva por lo que existen pocas líneas que distribuyan la electricidad a este voltaje. Por lo tanto, aunque sensiblemente menos eficiente se ha seleccionado una tensión nominal de 380kv debido a que es el más extendido en España. El caso de la media tensión aun es más dispar, el rango de voltaje al que se distribuye la electricidad comprende un rango de tensión nominal entre 1 a 36kv, para añadir mayor complejidad a la selección, en cada Comunidad Autónoma se distribuye a una tensión concreta. Sin embargo, niveles entre los 13kv a 20kv son los más comúnmente utilizados para la distribución eléctrica a núcleos pequeños de población y por ello se selecciona la tensión de 20kv debido a que la distancia que recorre la línea es relativamente grande y no se pretende incurrir en una sobreestimación de las pérdidas de potencia por transporte debido a que el voltaje fuera demasiado bajo.

2.4.2 Conclusiones de la simulación

Aunque se haya realizado una simplificación de un sistema eléctrico los resultados arrojados por la simulación son claros. La distribución de la población y la tecnología disponible para el transporte eléctrico afectan de forma significativa a las pérdidas de potencia.

Con la exposición de este modelo teórico se intenta transmitir la importancia de la consideración de las pérdidas de potencia por transporte y su relevancia a la hora de intentar mejorar la eficiencia en la distribución eléctrica teniendo como último objetivo la reducción de consumo eléctrico para evitar sus emisiones asociadas. Por lo expuesto anteriormente, creo que es necesario prestar una mayor atención a los costes totales de la distribución de electricidad, ya que pueden tener un impacto económico y medioambiental de gran magnitud. En los siguientes apartados de este trabajo se presentan diferentes medidas de actuación para intentar paliar esta carencia de atención a esta relevante cuestión.

3. REGULACIÓN ACTUAL DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA

Para poder realizar un análisis completo de las implicaciones económicas y ecológicas de las pérdidas de potencia debemos comprender primero como se está actuando en la actualidad en ese terreno. En este apartado se pretende exponer de forma resumida como se está abordando actualmente el problema de las pérdidas de potencia en el mercado eléctrico. El objetivo último es poder plantear posibles líneas de mejoras con la introducción de la visión de un planificador central, como explicaremos en el siguiente apartado.

En la actualidad los costes asociados de las pérdidas de potencia por transporte se reparten entre los consumidores y los distribuidores, tal y como describe García-Ochoa (2010, p.56): “Los consumidores pagan sólo las pérdidas fijadas como de referencia. Los generadores reciben el pago correspondiente a las pérdidas reales. Y la distribuidora corre con el cargo de la diferencia entre ambos.”

Los coeficientes pérdidas fijas a los que se refiere García-Ochoa se han ido modificando a lo largo del tiempo. Actualmente estos coeficientes son los reflejados en Orden IET/107/2014, BOE (2014, p.24).

Tabla 3.1 Coeficientes de pérdidas asociadas al consumidor

*Coeficientes de pérdidas para contratos de tarifas y de peajes de acceso de baja tensión
(en % de la energía consumida en cada periodo)*

Tarifas y peajes	Pérdidas de energía imputadas		
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
– Precio voluntario para el pequeño consumidor y peajes sin discriminación horaria.....	14		
– Precio voluntario para el pequeño consumidor y peajes con discriminación horaria de 2 periodos.....	14,8	10,7	
– Precio voluntario para el pequeño consumidor y peajes 2.0DHS y 2.1DHS con discriminación horaria de supervalve de 3 periodos.....	14,8	14,4	8,6
– Peajes con discriminación horaria de 3 periodos.....	15,3	14,6	10,7

Fuente: BOE (2014)

La tabla 3.1 refleja los coeficientes que ha de pagar los pequeños consumidores dependiendo de su tipo de tarifa. Para los pequeños consumidores que no tienen discriminación por horas deben de pagar un 14% adicional por la energía consumida.

Este dato es esencial para entender la magnitud de las pérdidas de energía. Este gasto se imputa a todos los consumidores por igual independientemente de que pérdidas de potencia asociadas que tengan realmente e independientemente de su situación geográfica. Es aquí donde aparece el problema de equidad que se presentaba en el apartado 2 de este trabajo.

Los agentes generadores de energía permanecen ajenos a este proceso ya que en la legislación actual obtienen sus ingresos independientemente de la cuantía de las pérdidas de potencia. En concreto, los agentes generadores cobran por energía vendida en barras de central, es decir, por la energía que compra la distribuidora y que se contabiliza cuando sale de la central productora, por lo que para ellos no existe pérdida de electricidad por transporte en ningún momento del proceso.

Sin embargo, la ley incide en los distribuidores a la hora de buscar mejoras de eficiencia con el sistema de incentivos que se describe en el siguiente apartado.

3.1 Regulación actual de los incentivos para la reducción de las pérdidas de potencia

El Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero fue un cambio legislativo considerable dotando de mayor importancia a las pérdidas de potencia. En este Real Decreto se sentó las bases de la legislación actual sobre el tema que nos ocupa. Esta legislación crea un sistema de incentivos por el cual las empresas distribuidoras pueden ver modificada su retribución en un $\pm 2\%$ dependiendo si cumple el objetivo impuesto. La fórmula presentada a continuación aparece en la Orden ITC/2524/2009, que fue la primera modificación y la más relevante de lo estipulado en el decreto.

$$Incentivo_j = \alpha \cdot \sum_h P^h \cdot (Eobj_j^h - Ereal_j^h)$$

Donde:

“

P^h : Precio de energía de pérdidas, en €/kWh para la hora h. Este precio tomará el valor del precio horario del mercado diario.

α : Coeficiente que pondera del beneficio que obtiene el sistema por la reducción de pérdidas, cuanto recae sobre las empresas distribuidoras.

$E_{real_j^h}$: Energía real perdida por el distribuidor j en la hora h, medida en kWh.

$E_{obj_j^h}$: Energía que se establece como objetivo de pérdidas a la empresa distribuidora j en la hora h, medida en kWh.” BOE (2009, p.2)

El hecho de que el proceso de incentivos recaiga exclusivamente en los distribuidores genera problemas de eficiencia. Por una parte, los consumidores son precio aceptantes y normalmente son ajenos al problema porque solo afecta a su cuota fija. Por otra parte, vemos que los generadores tampoco tienen incentivos a resolver el problema.

Se podría plantear otro tipo de alternativas como aumentar la banda en la que se modifica su retribución del $\pm 2\%$ actual, con lo que se aumentaría el peso de las pérdidas de potencia en la retribución total de la empresa distribuidora. Pero este tipo de reformas no solucionarían la cuestión de fondo: la nula incidencia de las pérdidas de potencia sobre las decisiones de generadores y consumidores. En el siguiente apartado se presenta una solución desde el punto de vista de un planificador central el que integra en su análisis a los tres agentes implicados.

4. EL PLANIFICADOR CENTRAL

Como ya hemos comentado en el apartado anterior, es interesante plantear el problema de la reducción de las pérdidas de potencia por transporte desde el enfoque de un planificador social que analice el problema de forma centralizada para poder incidir en los factores causantes de las pérdidas de forma efectiva. El planteamiento del problema desde esta perspectiva no impide que posteriormente se establezca un sistema descentralizado en cuanto a la asunción de las pérdidas. No obstante, dado que en este momento partimos de una situación en la que dichas pérdidas no se tienen en cuenta, consideramos que una forma sencilla de establecer el proceso de optimización es suponer que existe un gestor que centraliza las decisiones sobre cómo se distribuye la electricidad.

Existen intentos anteriores de planificaciones óptimas de la red de distribución. El modelo de red de referencia presentado en Gómez et al. (2011) pretende diseñar una red óptima desde un enfoque general, integrando todas las tensiones de distribución para llegar a un diseño de distribución óptimo. Sin embargo, en este trabajo se da como dada la distribución de las centrales de generación.

Se entiende por generación distribuida la producción eléctrica en instalaciones lo más próximas al consumidor posible. La regulación actual no considera la generación distribuida como solución de las pérdidas de potencia por transporte a pesar de ser, como hemos visto anteriormente, una variable fundamental. La lógica de esta afirmación es que si instalamos pequeños puntos de generación cerca de los núcleos urbanos se producen menores pérdidas de energía. Además, al reducir la cantidad de electricidad que pasa por las líneas de distribución convencionales se reducen las pérdidas de potencia por definición técnica de las mismas. Existen suficientes evidencias teóricas y empíricas para afirmar que una generación distribuida mejora la eficiencia del sistema (véase por ejemplo Srinivasa et al. (2013)).

El hecho de que actualmente no existan los incentivos necesarios para que los productores tengan en cuenta estas ganancias de eficiencia es una razón para adoptar el punto de vista del planificador central.

4.1 EL PROBLEMA DEL PLANIFICADOR

El planificador central se encuentra ante un problema complejo en el que se incluyen los tres agentes (generadores, distribuidores y consumidores) y que tiene como objetivo fundamental minimizar las pérdidas de potencia.

El planificador debe tener una visión de largo plazo en la que trate de optimizar alguna variable relacionada con el bienestar social. Deberá no solo incentivar las ganancias en eficiencia de la distribución incluyendo la localización de la generación como parte fundamental del análisis. Por lo tanto, el planificador deberá diseñar políticas que incentiven tanto la generación distribuida como las mejoras de eficiencias de las líneas.

4.1.1 Presentación del programa de incentivos

En este apartado se presenta una posible vía de actuación que puede llevar a cabo el planificador para abarcar la complejidad del problema.

Por una parte, se mantiene la estructura de incentivos a los distribuidores con la misma definición que aparece en la Orden ITC/2524/2009, de tal forma que:

$$\text{Incentivo distribuidores}_j = \alpha \sum_h P^h * (Eobj_j^h - Ereal_j^h)$$

Por otro lado, se plantea una ampliación del programa de incentivos hacia los generadores. Los agentes que pueden acceder a este incentivo serían aquellos que construyan nuevas plantas de generación que se ajusten a un enfoque de generación distribuida. No se hace distinción entre tipos de agentes ya que pueden existir tanto entidades privadas como públicas que se vean incentivadas a tomar este tipo de iniciativas. Las entidades privadas abarcan tanto empresas generadoras con experiencia en el sector que vean una oportunidad de negocio como colectivos de ciudadanos que al ver las ganancias potenciales de la generación distribuida, unidas a la política del planificador central, se vean incentivados a emprender el proyecto.

Por el lado de las iniciativas públicas, pueden ser ayuntamientos de núcleos rurales o proyectos comarcales. Por ejemplo, si se plantea construir un huerto solar de 1 MW, podrían verse beneficiados varios pequeños núcleos poblacionales.

Un huerto solar de un 1 MW produce aproximadamente 1500 MWh al año lo que se puede equiparar a un consumo de unos 250 individuos. Por lo tanto, se podría desarrollar un proyecto comarcal para realizar su construcción si la distribución de población está comprendida por pequeños núcleos cercanos entre sí.

El incentivo a la generación eléctrica de proximidad se define de la siguiente forma:

$$\text{Incentivo geradores}_i = \beta * P_t^m * G_i^h$$

Con $\beta \in [0,1]$

Donde:

- P_t^m : precio medio del mercado de la energía eléctrica por MWh en el periodo t

- β : proporción de ganancias en eficiencia por la que es remunerada el generador

$$-G_i^h = E_{t-1}^h - E_t^h$$

E_{t-1}^h : pérdidas de potencia reales asociadas a los consumidores que se van a beneficiar de la nueva planta en el periodo anterior a su construcción, expresadas en MWh.

E_t^h : pérdidas de potencia estimadas asociadas a los consumidores que se van a beneficiar de la nueva planta una vez se ha puesto en funcionamiento, expresadas en MWh.

G_i^h es la ganancia en eficiencia, es decir, la reducción de las pérdidas ocasionadas por los consumidores que se beneficiarán de la nueva planta de generación. En otras palabras, son los MWh que se dejan de perder por la puesta en marcha de la planta. Cuando el agente generador tome la decisión de emprender la construcción de una nueva planta deberá optimizar el tamaño de la planta y su localización para obtener la mayor cuantía posible de incentivo.

Respecto a la cuantificación de E_{t-1}^h , las pérdidas reales que genera una población son datos de los que disponen las empresas distribuidoras. Si no se dispusieran de datos se

podría actuar de dos formas. Se puede colocar un contador en el nodo de la distribución que se considere oportuno para la construcción de la nueva planta o se pueden realizar estimaciones recogiendo los datos de consumo y las características técnicas de la red.

Nótese que el diseño del incentivo impide que se sobredimensione la potencia a instalar debido a que cuanto mayor sea el excedente que salga de la zona donde se ejecute el proyecto las pérdidas aumentarán por lo que cuanto más se sobredimensione la planta de generación menor será el incentivo recibido.

Es obvio que realizar los cálculos de la energía intercambiada y demanda por una planta de generación son imposibles de cuantificar con exactitud, además, no siempre los individuos que se benefician de la nueva planta demandaran esa energía y tendrá que ser transportada a consumidores más alejados. No obstante, se pueden hacer aproximaciones muy precisas de que nivel de potencia instalada necesita una población (realizando estudios de curva de carga) y cuál es la producción de una planta en una ubicación concreta gracias a evaluaciones energéticas previas que recogen datos y modelizan la producción precisa de un generador de energía eólica o solar.

Por todo lo expuesto, la implementación de esta política tiene asociados unos costes de transición ya que se requiere de un análisis técnico para asignar la cuantía de incentivo correcta. Se supone que estos costes los asume el nuevo generador, que deberá incorporarlos como costes adicionales a la hora de plantear el proyecto de viabilidad de la nueva construcción.

Respecto al parámetro β y la remuneración del generador, el planificador podrá fijar un nivel de β para que el incentivo sea óptimo y no lleve a una remuneración excesiva de la actividad. El incentivo durará la vida útil de la planta por lo que al igual que los costes se podrá incluir en el proyecto de viabilidad como un ingreso de la explotación para todos los periodos.

5. APLICACIÓN PRACTICA DEL PROBLEMA DEL PLANIFICADOR CENTRAL

A continuación, se procede a realizar un ejercicio de aproximación hacia un caso real en el que se podría aplicar el problema del planificador central. Se han tenido que realizar diferentes supuestos por falta de datos en las características técnicas de la línea y el recorrido concreto de las redes de distribución.

Se han seleccionado tres núcleos poblacionales de la provincia de Teruel. Fortanete con una población de 205 habitantes, Cantavieja con una población de 714 habitantes y Cañada de Bernatanduz con 39 habitantes, INE (2019).

La selección de estos núcleos poblacionales se justifica por su cercanía entre si y la infraestructura de distribución eléctrica que poseen actualmente que se describen en el siguiente apartado.

5.1 SITUACIÓN PREVIA A LA IMPLEMENTACIÓN DE LA SOLUCIÓN DEL PLANIFICADOR CENTRAL



Figura 3 Distribución eléctrica en la zona de Teruel.

Fuente: Sistema Eléctrico Ibérico, REE (2015)

Como podemos comprobar en la Figura 3 la zona seleccionada no dispone de distribución de alta tensión. Los trazos blancos representan carreteras. El trazo negro representa una línea alta tensión entre 60/110 kv la cual está alejada de los núcleos poblacionales y el trazo

rojo representa una línea de alta tensión de 400 kv. Por lo tanto, la zona que se procede a analizar no tiene acceso directo a una línea de alta tensión (en el mapa no se representan las líneas de media tensión).



Figura 4 Distribución eléctrica en zona seleccionada

Fuente: Sistema Eléctrico Ibérico, REE (2015)

La conexión a la red se produce con una conexión a 40 km de Cañada, 26km de Fortanete y 41km de Cantavieja. Por lo que sería interesante plantear un proyecto de construcción un parque solar o eólico para intentar satisfacer la demanda eléctrica de estas poblaciones. Las pérdidas de potencia estimadas para este escenario son de 0,02289 MW por año lo que puede parecer una cantidad reducida si la comparamos con las pérdidas del modelo teórico, pero esto es debido a que la demanda de electricidad en este sistema es de 0,654 MW ya que la población acumulada de los tres núcleos poblaciones es de 957 en total. Las pérdidas representan un 3,5 % del total del sistema. Unas pérdidas anuales de 0,02289 MW representan equivalen a la pérdida de 200,51 MWh lo que en términos monetarios representa una pérdida de 11.485,57 €. [Datos extraídos de los resultados del modelo presentado en el Anexo 8.1.3]. Esta cuantía es suficiente para implementar la generación distribuida en esta zona ya que se pueden llegar a ganancias de eficiencia claras.

5.2 APLICACIÓN DEL PLANIFICADOR CENTRAL

Se procede a aplicar la solución del Planificador central a este escenario. Se plantea la construcción de un parque solar entre las tres producciones para que satisfagan su demanda eléctrica con el objetivo de reducir al máximo las pérdidas de potencia. A continuación, se presenta la figura 5 en la que se especifica el esquema que ha servido de referencia para realizar el ejercicio de simulación:

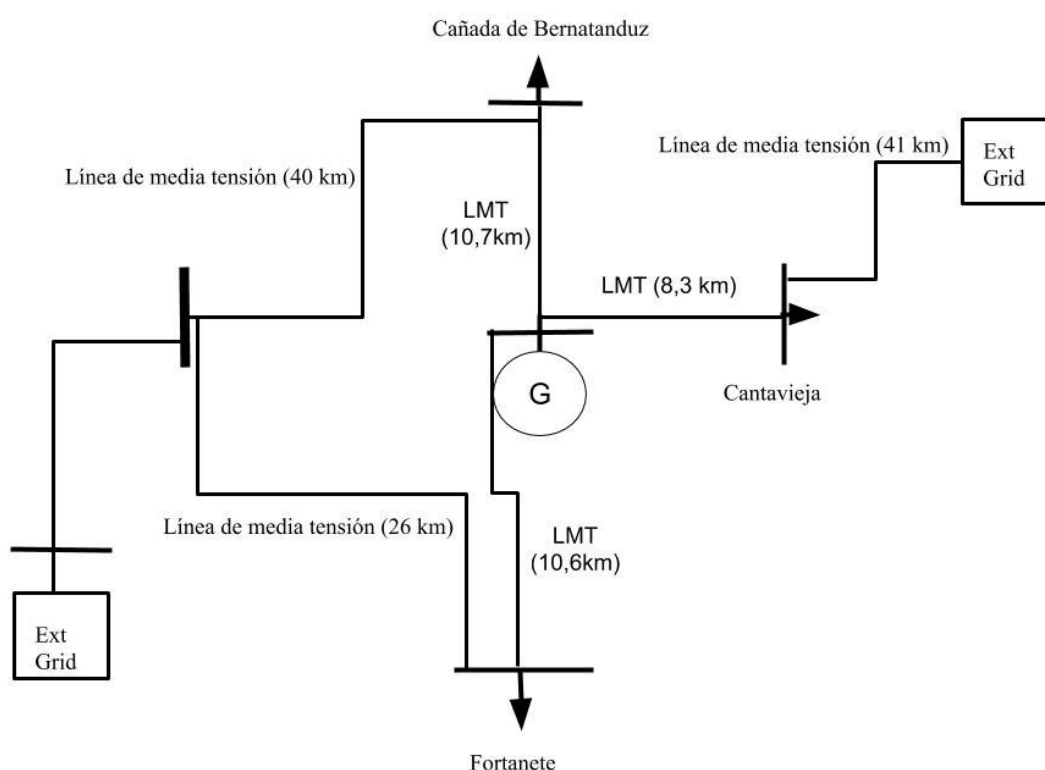


Figura 5 Sistema de distribución con generación distribuida. Fuente: Elaboración propia

Con esta distribución el sistema arroja unas pérdidas de 0,01943 MW que son las pérdidas mínimas cuando el parque solar abastece la totalidad de la demanda del sistema. [Datos extraídos de los resultados del modelo presentado en el Anexo 8.1.4]

Si se ejecutara el proyecto en esta etapa se realizaría un análisis técnico y financiero sobre la viabilidad del proyecto de construcción del parque fotovoltaico en la ubicación concreta

especificada. Este proceso requiere de análisis de medición y estudios técnicos que escapan de nuestro campo del conocimiento y requerirían de un esfuerzo y extensión considerables (véase, Moreno (2015)). Es compleja la estimación de la rentabilidad del proyecto debido a que es necesario conocer la irradiación mes a mes de la zona estudiada para realizar una estimación de la producción neta en diferentes escenarios para obtener los ingresos del proyecto. Por la parte de las inversiones a realizar para la construcción del proyecto es necesario conocer las características técnicas de todos los elementos del parque fotovoltaico (inversores, módulos, subestación, ...). Por todo lo expuesto no se incidirá en este trabajo en la viabilidad técnico económica del proyecto ya que no es necesario para obtener la aproximación sobre las pérdidas de potencia generadas por la totalidad del sistema.

5.2.1 Resultado del incentivo

Tras la modelización de los sistemas de distribución con y sin producción distribuida se procede a calcular el incentivo máximo al que podría optar el promotor de este proyecto:

$$\text{Incentivo geradores}_i = \beta * P_t^m * G_i^h$$

$$\text{Incentivo a los generadores} = \beta * 57,28 * 30,17 = \beta * 1728,6 \text{ €}$$

Esta cantidad corresponde a la cuantía que recibiría el generador en el primer año, la cuantía se ira ajustando año a año con el precio de mercado eléctrico, aunque las ganancias de eficiencia se mantendrán constantes para todos los años de vida útil del proyecto. El incentivo se dará hasta que finalice la vida útil del proyecto. El coeficiente β podrá ir mermando en función de los beneficios obtenidos del generador. Dependiendo de las características del proyecto se puede llegar a beneficios extraordinarios por lo tanto una vez amortizada la inversión se podría ir reduciendo el coeficiente hasta llegar a 0 antes de que finalice la vida útil del proyecto.

5.2.2 Propuesta de política

Debido a que cuando se ejecute el proyecto se conocerá las pérdidas concretas asociadas a los consumidores de la zona de acción se podrían modificar los coeficientes de pérdidas asociadas al consumidor de la orden IET/107/2014, presentado en el apartado 3 de este trabajo. Estos coeficientes una vez los núcleos poblacionales se suministren del parque de

energía renovable serán muy reducidos. En el escenario más optimistas la pérdida real puede estar cercana a 0 ya que se satisfaga la totalidad del consumo de los ciudadanos con el parque próximo a ellos por lo que sufrir un recargo en su factura eléctrica por las pérdidas asociadas al sistema general no tiene sentido. Esto supone la reformulación de cómo se fija la factura eléctrica y sería necesario contemplar esta circunstancia especial en la ley para poder reducir la factura de los consumidores. La implantación de esos nuevos coeficientes para cada zona afecta por proyectos de este tipo supondría un incentivo adicional para la realización de los mismos.

6. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha presentado la problemática de las pérdidas de potencia desde un enfoque económico intentando reflejar las implicaciones sobre el comportamiento de los agentes. La principal conclusión obtenida es que la generación distribuida es clave para la minimización de las pérdidas de energía por transporte. Con el problema del planificador central se ha pretendido dar visibilidad al problema de eficiencia y equidad que se produce en la distribución eléctrica. Al aplicar la generación distribuida se equiparán los costes de distribución entre los consumidores independiente de donde vivan por lo que se mitiga el problema de equidad expuesto en apartado 2 de este trabajo.

Por otro lado, el avance de la eficiencia de las energías renovables y de su modularidad nos brinda una gran herramienta para poder suministrar electricidad a núcleos aislados reduciendo las emisiones de CO₂ por dos vías: por un lado, se reducen las emisiones por el cambio en la tecnología de producción y, por otro, ese consumo de proximidad tiene asociadas reducciones en las pérdidas de potencia.

Hemos visto como un modelo centralizado de generación puede generar importantes ineficiencias si no se tiene en cuenta todos los costes, como es el caso que nos ocupa. Por otra parte, un modelo totalmente descentralizado no es posible, al menos hasta que se desarrollen baterías que permitan unas garantías mínimas de suministro. Por tanto, en las circunstancias actuales estamos obligados a estar conectados a una red general, no obstante, con este trabajo se ha pretendido mostrar que una mayor atomización de esa red puede llevar a ganancias de eficiencia claras y que hay que tender a acercar la producción a los puntos de consumo.

Una última conclusión que se extrae del trabajo es que es interesante plantear el análisis a pequeña escala para analizar la problemática que nos ocupa. La complejidad del sistema eléctrico agregado hace difícil identificar el origen y destino de los flujos eléctricos. Sin embargo, si segmentamos a los consumidores por zonas geográficas se puede obtener conclusiones relevantes en materia de pérdidas de potencia y así llegar a un sistema más justo y eficiente, esto es, más sostenible.

7. BIBLIOGRAFÍA

- Boletín oficial del Estado (BOE), 2009. Orden ITC/2524/2009, de 8 de septiembre”
- Boletín oficial del Estado (BOE), 2014. Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.
- García-Ochoa González, J., 2010. Regulación de las acometidas y conexiones a la red de distribución para nuevos suministros y generadores”, ICAI
- Gómez, T., Mateo, C., Sánchez, A., y otros,2011. La retribución de la distribución de electricidad en España y el Modelo de Red de Referencia. Estudios de Economía Aplicada, vol. 29, núm. 2, 2011, pp. 1-23.
- Helseth, A., 2012. A Linear Optimal Power Flow Model Considering Nodal Distribution of Losses. SINTEF Energy Research Trondheim, Noruega
- Instituto Nacional de Estadística (INE),2019. Cifras oficiales de población resultantes de la revisión del Padrón municipal a 1 de enero. Disponible en <http://www.ine.es/jaxiT3/Datos.htm?t=2899>, última consulta (10/09/2019).
- Latypov, I.S., Sushkov, V.V.,2016. Reduction of Active Power Losses in Overhead Power Transmission Lines Rated for 6-35 kv. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) .
- Ministerio de industria y comercio, 1951. Decreto de 12 de enero de 1951 sobre ordenación en la distribución de energía eléctrica y establecimiento de tarifas de aplicación.
- Moreno Collado, A., 2015. Caracterización del potencial energético de las energías renovables en una comarca agrícola de León y planificación de su explotación, Universidad de León, España.
- Omei., 2018. Informe anual de precios.
- Red Eléctrica de España (REE)., 2014[1]. El sistema eléctrico español 2014.
- Red Eléctrica de España (REE), 2014[2]. Informe de responsabilidad corporativa 2014. Capítulo 5 Energía sostenible.

- Red Eléctrica de España (REE)., 2015. Sistema Eléctrico Ibérico, disponible en <https://www.gigahertz.es/files/Mapa-transporte-electrico-Espana-2015.pdf> (última consulta 16/07/2019)
- Red Eléctrica de España (REE), 2018. El sistema eléctrico español en 2017.
- Srinivasa Rao, R., Ravindra, K., Satish, K., Narasimham, S. V. L., 2013. Power Loss Minimization in Distribution System Using Network Reconfiguration in the Presence of Distributed Generation. IEEE Transactions on power systems, VOL. 28, NO. 1
- Stoft, S., 2002. Power System Economics, Designing Markets for Electricity. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
- Thurner, L., Scheidler, A., Schäfer, F., 2018. Power Loss Minimization in Distribution System Using Network Reconfiguration in the Presence of Distributed Generation. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 6, pp. 6510-6521, nov. 2018.

8. ANEXOS

8.1 ANEXO I. SCRIPTS DE LA SIMULACIÓN

Para facilitar la replicación de las simulaciones realizadas todos los Scripts de este trabajo están disponibles en el siguiente enlace:

<https://gist.github.com/ManuelMoraG/344fd804a3a276e1d675ef7f3dd6a73f>

8.1.1 Script del escenario de población concentrado

```
#modelo desconcentrado 20kv
import pandapower as pp
net = pp.create_empty_network()
#buses
bus0=pp.create_bus(net,vn_kv=20,index=0)
bus1=pp.create_bus(net,vn_kv=20,index=1)
bus2=pp.create_bus(net,vn_kv=20,index=2)
bus5=pp.create_bus(net,vn_kv=20,index=5)
bus8=pp.create_bus(net,vn_kv=20,index=8)
#
#
#lines
linea0=pp.create_line(net,0,1,std_type='NA2XS2Y 1x240 RM/25 12/20 kV',index=0,length_km=1)
linea1=pp.create_line(net,1,2,std_type='NA2XS2Y 1x240 RM/25 12/20 kV',index=1,length_km=33.33)
linea2=pp.create_line(net,1,5,std_type='NA2XS2Y 1x240 RM/25 12/20 kV',index=2,length_km=33.33)
linea3=pp.create_line(net,1,8,std_type='NA2XS2Y 1x240 RM/25 12/20 kV',index=3,length_km=33.33)
#
#
#load
load1=pp.create_load(net,2,p_mw=2.3)
load2=pp.create_load(net,5,p_mw=2.3)
load3=pp.create_load(net,8,p_mw=2.3)
#
#
#gen y grid
pp.create_gen(net,1,p_mw=6.9)
pp.create_ext_grid(net,0)
#
#
#funciones auxiliares
pp.runpp(net)
pp.diagnostic(net)
net.res_line.pl_mw
sum(net.res_line.pl_mw)
```


8.1.2 Script del escenario de población concentrado

```
#modelo concentrado 380kv
import pandapower as pp
net = pp.create_empty_network()
#buses
bus0=pp.create_bus(net,vn_kv=110,index=0)
bus1=pp.create_bus(net,vn_kv=110,index=1)
bus2=pp.create_bus(net,vn_kv=380,index=2)
bus3=pp.create_bus(net,vn_kv=380,index=3)
bus4=pp.create_bus(net,vn_kv=110,index=4)
bus5=pp.create_bus(net,vn_kv=110,index=5)
bus6=pp.create_bus(net,vn_kv=110,index=6)
#
#
#lines
linea0=pp.create_line(net,0,1,std_type='N2XS(FL)2Y 1x300 RM/35 64/110 kV',index=0,length_km=1)
linea1=pp.create_line(net,2,3,std_type='490-AL1/64-ST1A 380.0',index=1,length_km=100)
linea2=pp.create_line(net,4,5,std_type='N2XS(FL)2Y 1x300 RM/35 64/110 kV',index=2,length_km=1)
linea3=pp.create_line(net,5,6,std_type='N2XS(FL)2Y 1x300 RM/35 64/110 kV',index=3,length_km=1)
#
#
#trafos
trafo1=pp.create_transformer(net,2,1,std_type='160 MVA 380/110 kV',index=1)
trafo2=pp.create_transformer(net,3,4,std_type='160 MVA 380/110 kV',index=2)
#
#
#load
load1=pp.create_load(net,6,p_mw=6.9)
#
#
#gen y grid
pp.create_gen(net,1,p_mw=6.9)
pp.create_ext_grid(net,0)
#
#
#funciones auxiliares
pp.runpp(net)
pp.diagnostics(net)
net.res_line.pl_mw
sum(net.res_line.pl_mw)
```

8.1.3 Script de la aplicación del problema del planificador central previa a la construcción del parque solar.

```
#modelo desconcentrado 20kv situación previa Cañada, Cantavieja y Fortanete
import pandapower as pp
net = pp.create_empty_network()
#buses
bus0=pp.create_bus(net,vn_kv=20,index=0)
bus1=pp.create_bus(net,vn_kv=20,index=1)
bus2=pp.create_bus(net,vn_kv=20,index=2)
bus3=pp.create_bus(net,vn_kv=20,index=3)
bus4=pp.create_bus(net,vn_kv=20,index=4)
#lines
linea0=pp.create_line(net,0,1,std_type='NA2XS2Y 1x240 RM/25 12/20 kV',index=0,length_km=1)
linea1=pp.create_line(net,1,2,std_type='NA2XS2Y 1x240 RM/25 12/20 kV',index=1,length_km=40)
linea2=pp.create_line(net,1,3,std_type='NA2XS2Y 1x240 RM/25 12/20 kV',index=2,length_km=26)
linea3=pp.create_line(net,4,5,std_type='NA2XS2Y 1x240 RM/25 12/20 kV',index=3,length_km=1)
linea4=pp.create_line(net,5,6,std_type='NA2XS2Y 1x240 RM/25 12/20 kV',index=4,length_km=41)
#load
load1=pp.create_load(net,2,p_mw=0.026)
load2=pp.create_load(net,3,p_mw=0.139)
load3=pp.create_load(net,6,p_mw=0.489)
#gen y grid
ex1=pp.create_ext_grid(net,0)
ex2=pp.create_ext_grid(net,4)
#
#funciones auxiliares
pp.runpp(net)
#pp.diagnostic(net)
net.res_line.pl_mw
sum(net.res_line.pl_mw)
```

8.1.4 Script de la aplicación del problema del planificador central

```
#modelo desconcentrado 20kv Cañada, Cantavieja y Fortanete
import pandapower as pp
net = pp.create_empty_network()
#buses
bus0=pp.create_bus(net,vn_kv=20,index=0)
bus1=pp.create_bus(net,vn_kv=20,index=1)
bus2=pp.create_bus(net,vn_kv=20,index=2)
bus3=pp.create_bus(net,vn_kv=20,index=3)
bus4=pp.create_bus(net,vn_kv=20,index=4)
bus5=pp.create_bus(net,vn_kv=20,index=5)
bus6=pp.create_bus(net,vn_kv=20,index=6)
bus7=pp.create_bus(net,vn_kv=20,index=7)
#lines
linea0=pp.create_line(net,0,1,std_type='NA2XS2Y 1x240 RM/25 12/20 kV',index=0,length_km=1)
linea1=pp.create_line(net,1,2,std_type='NA2XS2Y 1x240 RM/25 12/20 kV',index=1,length_km=40)
linea2=pp.create_line(net,1,3,std_type='NA2XS2Y 1x240 RM/25 12/20 kV',index=2,length_km=26)
linea3=pp.create_line(net,4,5,std_type='NA2XS2Y 1x240 RM/25 12/20 kV',index=3,length_km=1)
linea4=pp.create_line(net,5,6,std_type='NA2XS2Y 1x240 RM/25 12/20 kV',index=4,length_km=41)
linea5=pp.create_line(net,7,2,std_type='243-AL1/39-ST1A 20.0',index=5,length_km=10,7)
linea6=pp.create_line(net,7,3,std_type='243-AL1/39-ST1A 20.0',index=6,length_km=10,6)
linea7=pp.create_line(net,7,6,std_type='243-AL1/39-ST1A 20.0',index=7,length_km=7,2)
#load
load1=pp.create_load(net,2,p_mw=0.026)
load2=pp.create_load(net,3,p_mw=0.139)
load3=pp.create_load(net,6,p_mw=0.489)
#gen y grid
ex1=pp.create_ext_grid(net,0)
ex2=pp.create_ext_grid(net,4)
pp.create_sgen(net,7,p_mw=0.654,type='WP')
#
#funciones auxiliares
pp.runpp(net)
#pp.diagnostic(net)
net.res_line.pl_mw
sum(net.res_line.pl_mw)
```

8.2 ANEXO II. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS LINEAS UTILIZADAS

	r_ohm_per_km	x_ohm_per_km	c_nf_per_km	max_i_ka	type	q_mm2	alpha
490-AL1/64-ST1A 380.0	0,059	0,253	11	0,96	ol	490	0,00403
N2XS(FL)2Y 1x300 RM/35 64/110 kV	0,06	0,144	144	0,588	cs	300	0,00393
NA2XS2Y 1x240 RM/25 12/20 kV	0,122	0,112	304	0,421	cs	240	0,00403
243-AL1/39-ST1A 20.0	0,1188	0,32	10,75	0,535	ol	184	0,00403

Fuente: Standard type library, Panda Power 2018